

页岩气开发的地质与工程一体化技术

曾义金

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要:页岩气储层非均质性强,实现工程技术与储层条件的最佳匹配,是实现页岩气经济有效开发的关键。分析了我国页岩气开发中存在的主要问题,阐述了页岩气储层特征分析方法及关键技术,从地质与工程一体化的角度,系统论述了针对于页岩气储层特征的工程技术思路和方法,建立了页岩气地质与工程一体化的技术体系。

关键词:页岩气 地质参数 工程技术 一体化

中图分类号:TE22 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)01-0001-06

Integration Technology of Geology & Engineering for Shale Gas Development

Zeng Yijin

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Because of the strong heterogeneity of shale gas reservoir, the key to economic and effective shale gas development is to achieve the best match between engineering parameters and reservoir conditions. In this paper, the analysis of problems during shale gas development in China has been obtained; the analysis methods and key technologies of shale gas reservoir characteristics have been elaborated. From the view of integration of geology and engineering, the technical idea and methods of engineering closely related to shale reservoir characteristics have been discussed systematically, and the shale gas geology and engineering integration technology system has been established.

Key words: shale gas; geological parameters; engineering technology; integration

页岩气在全球范围内分布广泛,且开发潜力巨大。20 世纪 90 年代以来,美国、加拿大等北美国家页岩气勘探取得成效,开发技术趋于成熟。我国页岩气资源也十分丰富^[1],初步估计资源量可达 $100 \times 10^{12} \text{ m}^3$,但是开始勘探开发的时间较晚。2010 年在四川盆地寒武系九老洞组黑色页岩和志留系页岩中钻探的威 201 井试气后日产天然气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了中国页岩气开发的首次突破。中国石化自第一口页岩气水平井——建页 HF-1 井完钻以来,已在四川盆地及周缘的涪陵焦石坝、彭水、建南等区块先后完钻了几十口页岩气水平井^[2],其中焦页 1HF 井是中国石化在涪陵海相页岩气领域第一口商业性突破井,压裂后初期日产气达到 $11 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳定日产气约 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。不过,我国页岩油气勘探开发仍处于起步阶段,钻完井周期长、压裂改造效果不理想、开发成本高等问题普遍存在,还未达到经济有效开发的效果。其原因除了我国还没有掌握经济有效的页岩油气核心工程技

术外,更重要的是存在地质评价与工程设计脱节的问题。因此,必须采取地质与工程一体化技术,以实现页岩气的经济有效开采,推动我国页岩气勘探开发进程及发展目标的实现。

1 页岩气开发中存在的主要问题

截止目前,我国实现有效开发的页岩气田还寥寥无几,开发经验非常有限。调查分析认为,目前我

收稿日期:2013-12-20;改回日期:2014-01-07。

作者简介:曾义金(1964—),男,江西吉水人,1985 年毕业于江汉石油学院钻井专业,2003 年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,教授级高工,主要从事石油工程技术研究工作。系本刊编委会副主任。

联系方式:(010)84988666, zengyj. sripe@sinopec.com。

基金项目:中国石化“十条龙”科技攻关项目“川东南深层页岩气钻完井及压裂技术研究”部分研究内容。

国页岩气开发中主要存在以下4方面的问题。

1.1 重视工程施工、配套工具的研制与应用,轻视储层地质评价

要实现页岩气的大规模经济开发,压裂模式及压裂设计非常重要,这不仅仅是优选高性能大型压裂装备与井下工具,更重要的是建立有效的平台使压裂模式可以集成从油藏评价、压裂前评价、压裂设计优化、产能预测、一体化作业到压裂后评估与再优化的全部环节。如果仅仅重视钻井工程施工、配套装备及井下工具的研制与引进,而轻视了储层地质评价研究,往往导致压裂施工后气井产量与预期值偏差较大,达不到高效开发的效果。

1.2 重视完井方案设计,忽略井眼轨道的优化

作业者往往非常重视页岩气井完井方案的设计,对于不同的完井方案会有多种的考虑,而容易忽略井眼轨道的优化。由于页岩地层非均质性强,地层不同部位的岩性、脆性物质、总有机碳含量(TOC)、天然裂缝、应力状态等差异性很大。井眼轨道设计取决于目标储层的地质特征和地应力状态,如果井眼轨道与储层特性、地应力能够较好的适应,会对分段压裂过程中的裂缝形态产生有利的影响,能有效沟通天然裂缝、穿过天然气富集区,最终有利于提高压裂后的气井产量。

1.3 作业设计依赖区域地质信息经验,忽视单井地质参数的变化

由于在前期的区域页岩气开发中积累了一定的经验,作业设计中往往会高度依赖区域地质信息经验,简单地基于区域应力方向进行水平井的钻完井设计及施工,而忽视了单井地质参数的变化。三维地震资料处理结果表明,同一区域不同井眼附近的地质特征往往不尽相同,每口井附近地层的最大水平主应力方向均有变化,与作业者原来认识的区域最大水平主应力方向并不总是一致的。这种非均质性和各向异性对于气井产量具有决定性影响,一些气井在压裂改造后并没有获得工业气流,且同一区域不同气井的产量差别较大。因此,可利用高分辨率三维地震分析结果帮助作业者在施工之前选择每口井的最佳井位和钻井方向。

1.4 只关注工程作业是否成功,缺乏有效的完井后评估

国外页岩气开发的成功经验表明,水平井钻井技术与分段压裂技术是实现页岩气高效开发的关键,因而我国页岩气开发中往往对水平井钻井和压裂是否成功非常重视,而对压裂后的排采制度、裂缝形态诊断和参数是否科学等后评估不够重视。无论是高产井还是低效井,只有进行完井后评估才能对工程作业后页岩气井的产量给出合理的分析和解释,这也是工程作业优化的基础。

2 页岩气储层复杂性及地质力学参数计算

页岩气开发中,需考虑的储层参数比常规砂岩或碳酸盐岩要多得多,页岩本身的复杂性与非均质性也更强。一般从储层品质和完井品质两个方面来评价页岩气储层。储层品质主要包括总有机碳含量(TOC)、干酪根类型及成熟度、自由气与吸附气含量、非均质性和各向异性、孔隙压力等。完井品质主要包括原场地应力分布、应力沿井筒的分布、天然裂缝系统特征、弹性模量、泊松比、脆性指数、可压性指数、断层等。必须从多种角度对储层进行综合评价分析,才能达到钻完井设计、储层改造设计与储层特性的最佳匹配,才能最大限度地发挥工程技术的作用,实现页岩气藏的成功开发。

2.1 页岩岩相类型

页岩能否达到经济开采的标准与其岩相特征密切相关,具有经济价值的页岩至少满足两个基本条件:含有丰富的有机质和较多的脆性矿物成分。D. Jacobi等^[3]根据测井数据对美国 Arkoma 盆地的 Woodford 和 Caney 页岩进行了地球化学和岩石力学特征研究,进而确定了压裂生产的有利层段。其岩相划分的标准为:

1) 富硅-有机泥岩: $Th/U < 2$, U 值高, TOC 高, 石英含量高;

2) 少量硅-有机泥岩: $Th/U < 2$, U 值高, TOC 高, 石英含量低;

3) 硅质泥岩: $Th/U > 2$, U 值低, TOC 低, 石英含量高;

4) 碳酸质泥岩: 基于分解石、白云石和磷铁矿等3种碳酸盐岩矿物的总含量进行区分;

5) 低有机泥岩: $Th/U < 2$, U 值高, TOC 低, 石

英含量低。

这种岩相划分的标准分别被应用在美国 Barnett、Woodford、Haynesville 和 Marcellus 页岩开发中,取得了较好的效果。

2.2 有机物特征

TOC 常可表征储层含气量大小。很多学者对页岩气储层形成的 TOC 下限值进行了研究, J. W. Schmoker^[4]认为产气页岩的 TOC 平均下限值大约为 2.0%, K. A. Bowker^[5]则认为 TOC 平均下限值为 2.5%~3.0%。Newark East 气田 Barnett 页岩的 TOC 为 4.0%~5.0%。Appalachian 盆地 Ohio 页岩 Huron 下段的 TOC 为 1.0%,产气层段的 TOC 可达 2.0%。多个研究实例显示,页岩气含量与 TOC 之间存在正相关关系^[6]。

2.3 无机矿物的影响

页岩的无机矿物组分主要分为 3 类:碎屑矿物(石英和长石)、黏土矿物和自生非黏土矿物^[7]。无机矿物相对含量的变化主要影响页岩的力学性质。页岩气井产量的很大一部分来自地层中的游离气,由于页岩的孔隙度低,游离气的存储往往依赖于成岩作用和构造运动中产生的大量微裂隙。因此,需要岩石具有很高的脆性,这取决于其矿物组成。例如,美国 Barnett 页岩富含硅质(体积分数 35%~50%),黏土矿物较少(体积分数小于 35%)^[8-9],具有较高的弹性模量和低的泊松比,在外力的作用下容易形成复杂裂缝,有利于页岩气开采。

2.4 裂缝预测

天然裂缝是影响页岩气井产能的重要因素。在大多数情况下,天然裂缝不仅可以为游离页岩气富集提供储集和渗透空间,而且有助于吸附气的解吸,并成为页岩气运移、开采的通道。因此,对泥页岩中断层和裂缝(尤其是微裂缝)的预测和认识是非常重要的。地震裂缝预测技术主要包括叠后地震几何属性、纵波方位各向异性检测和分量转换波裂缝检测。地震几何属性揭示了地震属性的空间变化规律,包括相似性属性、地层倾角、曲率等,反映了地层的不连续性,能够比较准确地识别断层。

2.5 页岩气岩石物理和测井评价

目前,围绕页岩气富集区或“甜点”的寻找,在页岩地震岩石物理分析方法研究方面, M. R. J. Wyllie 等提

出了用于表征孔隙度-速度或速度-孔隙度-泥质含量的经验关系式^[10-12], M. A. Biot 等也建立了一些经典方程和模型,并在一定条件下得到广泛应用^[13-14]。地震波速度除了受孔隙度、饱和度等影响外,还会明显地受到孔隙空间结构即孔隙形状的影响。

测井评价技术主要围绕页岩气定性识别、页岩生烃潜力评价、页岩岩性及储集参数评价、岩石力学参数、地应力及裂缝评价等方面进行研究。识别页岩气储层所需的常规测井方法主要有自然伽马、中子、密度、声波时差和电阻率测井。近年来,应用效果较好的测井新技术有元素俘获能谱测井(ECS)、阵列声波测井、井壁成像测井、核磁共振测井、自然伽马能谱测井等^[15]。

2.6 地质力学参数

工程设计必须掌握工区区域应力场、分层最大水平主应力的方向与大小、岩石脆性、弹性模量、泊松比等地质力学参数,在此基础上评估地层的可压裂性、预测缝高缝宽。目前,国内外主要采用以下模型求取地质力学参数。

2.6.1 地应力

用密度测井资料计算垂向应力(即上覆岩层压力),公式为:

$$p_0 = \bar{\rho} h_0 g + \int_{h_0}^h \rho g dh \quad (1)$$

以岩石力学参数计算为基础,结合密度测井资料可以得到地层的最大及最小水平主应力。在众多求取地应力大小的模型中,综合考虑选用黄氏模型^[16]:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}(p_0 - \alpha p_p) + \beta_1(p_0 - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (2)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(p_0 - \alpha p_p) + \beta_2(p_0 - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (3)$$

式中: p_0 为垂向应力, MPa; $\bar{\rho}$ 为上覆岩层的平均密度, g/cm^3 ; h_0 为目的层起始深度, m; ρ 为密度, g/cm^3 ; g 为重力加速度, $g=9.80665\text{ m/s}^2$; h 为目的层段深度, m; σ_H 为最大水平主应力, MPa; σ_h 为最小水平主应力, MPa; p_p 为地层孔隙流体压力(由等效深度法计算得到), MPa; α 为有效应力系数; β_1, β_2 为最大、最小水平主应力方向的构造应力系数; ν 为泊松比。

2.6.2 弹性模量与泊松比

根据弹性力学理论,利用声波测井的纵、横波速度以及密度资料,可求取岩石的弹性模量和泊

松比^[17]:

$$E_d = \frac{\rho v_s^2 [3(v_p/v_s)^2 - 4]}{(v_p/v_s)^2 - 1} \quad (4)$$

$$\mu_d = \frac{(v_p/v_s)^2 - 2}{2[(v_p/v_s)^2 - 1]} \quad (5)$$

式中: E_d 为动态弹性模量, MPa; μ_d 为动态泊松比; v_p 为纵波速度, m/ μ s; v_s 为横波速度, m/ μ s。

2.6.3 可压性模型

借助工程数学方法, 将各影响因素进行归一化处理, 结合各影响因素权重进行权重系数的加权, 最后得到唯一一个无量纲值, 即可压性指数 FI 。可压性指数计算模型如下:

$$FI = BI/TIV \quad (6)$$

式中: BI 为脆性指数; $TIV = DTS_{\text{slow}}/DTS_{\text{fast}}$, DTS_{slow} 和 DTS_{fast} 分别为偶极声波慢波和快波时差。

2.6.4 脆性指数模型

目前脆性指数计算方法主要有 2 种^[18]: 一种按照矿物组分计算, 另一种根据岩石力学参数计算。使用过程中需要将二者结合起来, 根据页岩自身强度、硬度及应力-应变特征加以综合评价。

按照矿物组分计算脆性指数:

$$BI = \frac{C_{\text{quartz}}}{C_{\text{quartz}} + C_{\text{carb}} + C_{\text{clay}}} \times 100\% \quad (7)$$

按照岩石力学参数计算脆性指数:

$$BI = \frac{YM_{\text{Brit}} + PR_{\text{Brit}}}{2} \quad (8)$$

式中: C_{quartz} , C_{carb} , C_{clay} 分别为石英、碳酸盐岩、黏土矿物的含量, %; YM_{Brit} 为均一化后的弹性模量; PR_{Brit} 为均一化后的泊松比。

3 地质与工程一体化关键技术

鉴于页岩的强非均质性, 在评价地质“甜点”的基础上, 水平井井眼轨道设计及井眼轨迹控制至关重要。钻完井除了要考虑地质“甜点”因素外, 更要考虑到后期压裂改造时裂缝延伸方向的问题, 换言之, 要实现地质与工程的一体化, 须从整体上考虑钻完井及储层改造技术一体化, 才能最大限度地挖掘页岩储层的潜力, 达到经济有效开发的目的。

3.1 钻完井设计

目前, 国内外主要利用水平井技术来开采页岩

气, 虽然该技术并不是一项新技术, 但是页岩气水平井设计有其特殊的要求。

3.1.1 井位与方位的设计

页岩气水平井井位与方位的选择既要考虑有机质与硅质富集、裂缝发育程度高的页岩地质“甜点”区, 同时也要考虑地应力、脆性和可压性等完井“甜点”区。理论上讲, 方位应与最大水平主应力或裂缝的方向垂直, 可以使井眼穿过尽可能多的地层而与更多的裂缝接触, 同时有利于体积压裂, 形成网络缝, 提高页岩气采收率。由于页岩地层的各向异性强, 井与井之间尽管相距几百米, 但最小水平主应力方向有时会发生变化, 因此井眼方位设计除利用区域地应力方向外, 还要利用局部的三维地震资料确定方位的变化, 从而对井眼方位进行适当调整, 以确保每口井的方位都与最小水平主应力方向基本一致。

3.1.2 井眼轨道设计

利用三维地震资料能够更好地设计水平井井眼轨道, 使水平段尽可能穿越有机质、硅质和裂缝富集区等“甜点”区, 但要避开断层和大漏失层位。一般来说, 水平段越长, 控制储量和初始开采速度也就越高, 但设计时要综合考虑工程成本和施工能力, 原则上要求水平段一只钻头一趟钻完钻。据美国公布的数据, 最有效的水平段长度一般为 900~1 250 m。根据我国的水平井施工能力, 若采用常规导向钻井, 建议水平段不要超过 1 500 m。设计水平井井深时, 要研究储层纵向岩石力学剖面, 确定遮挡层, 避免压裂缝的缝高出现异常, 影响压裂效果。如果有条件, 可采用随钻地层评价技术, 采集和处理一体化。

3.2 网络压裂设计

总的来说, 压裂设计要结合地震资料、测井资料、岩心资料进行全方位的数据处理及分析, 建立综合的地质模型。通过岩石力学及地应力的分析研究建立三维力学模型, 预测裂缝网络, 利用微地震监测技术记录实际的裂缝形态, 然后循环利用这些信息建立动态油藏模型, 以最终实现整个油藏不断优化开发的目的。

3.2.1 射孔位置的确定

射孔位置的确定主要依据是富含页岩气的地质

“甜点”与页岩可压性剖面有机结合,首选地质“甜点”与可压性好的地层。目前的页岩气水平井分段压裂动辄压裂十几段甚至二十几段,但国外页岩气井压后产气剖面测试结果表明,一般遵循“三七”或“二八”原则,即30%的段数贡献70%的产量或20%的段数贡献80%的产量。因此,如何把产气能力高的少数地质“甜点”精准地寻找出来,显得尤为重要。换言之,确定好射孔位置,再集中力量优选地质“甜点”段形成充分延伸的三维网络裂缝,既能最大限度地提高页岩气井产量,也能最大限度地降低成本。

3.2.2 施工参数的设计

如形成不了网络裂缝,常规的对称双翼的水力裂缝参数优化问题比较简单,在此不赘述。针对网络裂缝而言,如何优化裂缝参数,确保最佳的产量、有效期及采收率,是工程设计的目标。网络裂缝参数优化不但要考虑渗流干扰,更要考虑应力干扰,最好是考虑渗流干扰与应力干扰的耦合效应。根据已经优化的网络裂缝参数,可对施工参数进行相应的优化,如排量、液量、支撑剂量及泵注程序等。尤其是支撑剂段塞技术的合理应用,可减轻近井筒扭曲效应及避免多裂缝的早期形成。后期的支撑剂段塞式加砂模式,要根据页岩的岩石力学参数,合理优化段塞体积、砂比等,在最大限度节约压裂材料的同时,确保足够大的裂缝导流能力,类似于高通道压裂技术的变形应用。

3.2.3 网络裂缝控制技术

三维网络裂缝如何最大限度地扩展和高效支撑,既取决于地质条件,如岩石脆性、水平应力差异系数、天然裂缝及水平层理发育情况等;又取决于工程参数,如排量、压裂液黏度、砂比及总液量等参数。值得指出的是,即使应力差异系数很小,容易形成网络裂缝,但网络裂缝的延伸范围可能非常有限。理想的网络裂缝,必须是较长高导主缝与复杂分支缝的有效沟通。采取滑溜水与胶液交替注入的方式可实现预期的网络裂缝。

3.2.4 压后返排设计

页岩气压后返排设计是压裂设计的重要环节。不同岩石脆性的地层,对压后返排的时机及返排制度优化的要求也不同。可应用考虑吸附气模型的气藏数值模型结合井筒流动模型,模拟压后返排过程中

的气液两相流,根据模拟结果设计最短的排液周期或出现峰值气量时对应的返排时机及排液制度。

3.2.5 压后评估研究

压后评估主要解决三个层面的问题:一是利用压裂施工资料对远井储层信息进行反演研究,如渗透率、岩石脆性、水平应力差异、天然裂缝发育程度及分布位置、岩石力学参数等,由此可修正后续气井的压裂设计;二是对裂缝的形态及几何尺寸进行评估,尤其是裂缝的形态,如单一缝、复杂缝及网络裂缝的分布概率;三是对压后产气动态与各种参数的敏感性进行分析(地质参数、裂缝参数、施工参数等),据此对后续气井的裂缝参数和压裂施工参数进行优化。更为重要的是,通过压后评价,制定实现裂缝复杂性指数最大化的技术措施。

4 实例分析

以A井为例。该井目的层岩性为灰黑色粉砂质页岩及灰黑色碳质页岩,页理发育,平均含气量为 $4.63 \text{ m}^3/\text{t}$,吸附气占54%;有机质类型为I~II型,热演化成熟度(R_o)为1.85%~2.23%,TOC为1.625%;目的层脆性矿物含量较高,石英含量最大达到70.6%,平均44.42%,脆性指数约为0.5~0.6;两向水平应力差异大,约为34%;破裂压力梯度 0.023 MPa/m 。研究表明,地质“甜点”集中在储层下部厚38 m的优质页岩气层段,钻井设计时重点考虑了井眼轨道在38 m富有机质页岩中穿行,井深3 800 m,水平段长1 001 m,采用P110套管完井。

根据储层特性,设计分15段压裂,段长42~99 m,平均段长66.9 m。在优选射孔位置时,除了考虑裂缝发育、TOC较高等地质特征外,还考虑了高弹性模量、高脆性指数、低泊松比、低地应力、两向水平应力差异小等工程“甜点”因素,最终确定了单段分2~3簇进行射孔,15段共射孔36簇,簇间距平均22 m,以增强裂缝间的应力干扰及渗流干扰,且有利于产生复杂裂缝。

A井还进行了针对性的布缝方式和压裂规模优化,最终确定了“W”形布缝模式及分段压裂规模设计,避免对“地质‘甜点’好、可压性不好”及“地质‘甜点’不好、可压性好”不利层段的无效改造。该井施工排量 $12\sim 14 \text{ m}^3/\text{min}$,累计注入压裂液(滑溜水+活性胶液) $23\,170 \text{ m}^3$,累计砂量 989.3 m^3 ,压裂改造后放喷初期获无阻流量达 $31\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

5 结 论

1) 页岩气储层非均质性强,客观地认识储层地质特征是页岩气经济有效开发的前提与基础。

2) 页岩气储层地质与工程一体化,即地质特征与钻完井及压裂设计有机融合的一体化技术,是实现页岩气经济有效开发的保证。

3) 页岩气经济有效的开发要实现勘探—开发—生产一体化,油藏、钻井、完井和压裂改造的协作。

致谢:在本文撰写过程中,蒋廷学、周健、王海涛及吴海燕等同志在资料收集及论文修改方面给予较大帮助,在此表示感谢。

参 考 文 献

References

- [1] 张小龙,张同伟,李艳芳,等.页岩气勘探和开发进展综述[J].岩性油气藏,2013,25(2):116-122.
Zhang Xiaolong, Zhang Tongwei, Li Yanfang, et al. Research advance in exploration and development of shale gas[J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(2): 116-122.
- [2] 路保平.中国石化页岩气工程技术进步及展望[J].石油钻探技术,2013,41(5):1-8.
Lu Baoping. Sinopec engineering technical advance and its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 1-8.
- [3] Jacobi D, Gladkikh M, Lecompte B, et al. Integrated petrophysical evaluation of shale gas reservoirs; CIPC/SPE gas technology symposium 2008 Joint conference, Alberta, Canada, June 16-19, 2008[C].
- [4] Schmoker J W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(7): 1285-1298.
- [5] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin; issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [6] Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E. Producing gas from its source[J]. Oilfield Review, 2006(4): 36-49.
- [7] 苗建宇,祝总祺,刘文荣,等.济阳拗陷古近系—新近系泥岩孔隙结构特征[J].地质论评,2003,49(3):330-336.
Miao Jianyu, Zhu Zongqi, Liu Wenrong, et al. Characteristics of pore structures of Paleogene-Neogene argillaceous rocks in the Jiyang Depression[J]. Geological Review, 2003, 49(3): 330-336.
- [8] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowke K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [9] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett shale: lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [10] Levson V. Geology of northeast British Columbia and northwest Alberta: diamonds, shallow gas, gravel, and glaciers[J]. Canadian Journal of Earth Sciences, 2008, 45(5): 509-512.
- [11] Wyllie M R J, Gregory A R, Gardner L W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media[J]. Geophysics, 1956, 21(1): 41-70.
- [12] Raymer L L, Hunt E R, Gardner J S. An improved sonic transit time-to-porosity transform: SPWL 21st Annual Logging Symposium, 1980[C].
- [13] Biot M A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid; I: low-frequency range[J]. The Journal of the Acoustical Society of America, 1956, 28(2): 168-178.
- [14] Gassmann F. Elastic waves through a packing of spheres[J]. Geophysics, 1951, 16(4): 673-685.
- [15] 谭茂金,张松扬.页岩气储层地球物理测井研究进展[J].地球物理学进展,2010,25(6):2024-2030.
Tan Maojin, Zhang Songyang. Progress in geophysical logging technology for shale gas reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2010, 25(6): 2024-2030.
- [16] 黄荣樽,庄锦江.一种新的地层破裂压力预测方法[J].石油钻采工艺,1986,8(3):1-14.
Huang Rongzun, Zhuang Jinjiang. A new method for predicting breakup pressure of formation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1986, 8(3): 1-14.
- [17] 路保平,鲍洪志.岩石力学参数求取方法进展[J].石油钻探技术,2005,33(5):44-47.
Lu Baoping, Bao Hongzhi. Advances in calculation methods for rock mechanics parameters[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 44-47.
- [18] Bill Grieser, Jim Bray. Identification of production potential in unconventional reservoirs[R]. SPE 106623, 2007.

[编辑 陈会年]